长输油气高强管线钢的腐蚀研究进展

熊丹 赵杰 顾艳红

（北京石油化工学院机械工程学院 北京 102617）

摘要：介绍了现在使用的防腐技术，并阐述了环境因素（微生物、CO_2浓度）、管道运行参数（流速、压力）和焊缝区对油气输送管道腐蚀的影响。建议对X100/X120在各种环境下的腐蚀规律及机理、各种因素对腐蚀影响的关联性等进行研究，以确定更加经济合理的腐蚀防护措施。

关键词：油气输送 高强管线钢 腐蚀 研究进展

中图分类号：TE988 文献标志码：A 文章编号：

Research Progress in Corrosion of Long Distance Oil and Gas High Strength Pipeline Steel

XIONG Dan,ZHAO Jie,GU Yanhong

(School of Mechanical Engineering, Beijing Institute of Petrochemical Technology, Beijing 102617, China)

Abstract: Due to the complex factors that cause the corrosion of the oil and gas pipeline, the form of corrosion is varied and theory related to corrosion is still not perfect, so there isn't an anti-corrosion technology that could be applied to all kinds of situation .In the future, anti-corrosion of pipeline will combine various techniques to reduce pipe corrosion. The higher the strength of pipeline steel is, the cost is less, and the efficiency is higher. This article briefly introduces the present corrosion protection technology, and expounds the influence of the environmental factors (microbial,CO_2 concentration),pipeline operating parameters (flow rate,pressure) and the weld zone on the oil and gas pipeline corrosion. In order to determine the more economical and reasonable corrosion protection measures,research on corrosion rule and mechanism of X100/X120 in various environment and correlation of various factors on corrosion effect are recommended.

Key word: Oil and gas transportation, High strength pipeline steel, Corrosion, Research progress

1 前言

在经济发展的推动下，我国油气管网正在不断完善。截至到2014年底，中国建成的油气管道除台湾省以外的所有地区,总里程达到11.7万千米，其中天然气管道为6.9万千米，原油管道为2.7万千米，成品油管道为2.1万千米[1]。

由于力学性能的提高，使用高强管线钢能够在提高运输效率的同时减少建设成本。目前，世界石油管道的建设正朝着长距离、大口径、高输送压力发展，为减少建设和维护成本，高钢级管线钢的开发应用已成为国内外管道用钢的研究热点[2]。有文献统计表明，管线钢每提高一个钢级之后可减少建设成本7%[3]。在国际发达国家，在20世纪60年代时一般采用X52钢级，到70年代时普遍采用X60～X65钢级，近年来以X80为主。X80管线钢的使用大大降低了建设和运行成本，为了进一步降低成本，20世纪80年代，进行X80钢研发的同时，国外也开始了对X100和X120钢级的开发和技术储备工作[4]。2005年，我国开始X100 管线钢管的研发工作。

2002年，Tran Canada使用管径1219 mm、壁厚14.3 mm的X100钢管在加拿大的WEST PATH项目中铺设了1km长的试验段，进行了世界上首次X100钢管的应用试验[3]。2004年, Exxon Mobil公司在加拿大

冻土地带建成了世界第一条 X120 钢级输气管道，标志着 X120 级管线钢应用于实际运输的开始[5]。

在过去的 40 年中，为提高输送管线的传输效率，普遍做法是增大管道的直径。一条典型大输送能力埋地管线的直径大约是 1420mm，其工作承压范围为 7~10M Pa[6]。这些管线钢的级别多为 X65 或 X70。

为节省油气输送管线的建设投资以及降低运输费用，采用更高等级的管线钢更加经济合理[3]。

现阶段高强钢的研究主要在生产工艺、力学性能、微观组织和焊接性能方面，而对其耐腐蚀性能方面的研究较少[7]。

统计表明，发达国家由于腐蚀而造成的经济损失，约占国民生产总值的 2% - 4%，而其中 1 /4 以上的损失，是可以使用现有的腐蚀技术予以避免的。仅 2001 年，我国钢材因腐蚀造成的损耗多达 1500 多万吨，尤其是在石油石化行业中，因腐蚀而造成的损失达到行业总产值的 6%[8]。

目前，长距离输送管道一般埋在地下，我国领土广阔，各地的地质情况相差很大，因此，这些埋地管道要经过不同的地区，管道在地下遭受不同程度的腐蚀，另外，管道内部的高压原油和天然气，也会对管道的内壁造成腐蚀。因此，在长距离输送油气过程中，对管线钢的耐腐蚀性能要求较高。从造成腐蚀发生的原因来看，油气输送管道腐蚀除了与管道的材料本身、采取的防腐措施的效果有关外，另一方面与外界环境条件，如温度、pH 值、油气中的 Cl^- 浓度、CO_2 含量、H_2O 含量和土壤中的微生物等，以及管道运行条件密切相关。根据实际应用条件以及各种因素的影响程度，腐蚀研究工作者从不同的方面对管线钢的腐蚀进行了研究。

2 主要腐蚀影响因素

石油天然气管道的腐蚀发生在管道的各个部位，内部、外部及接头部位都会发生腐蚀。油气管道的敷设方式主要有埋地、管沟和架空敷。后两种主要用于站场内管道的敷设，绝大部分的油气输送管道使用的是埋地敷设方式，因此国内外学者针对埋地管道的腐蚀与防护做了很多研究。

2.1 环境因素

高强管线钢的腐蚀按腐蚀环境可分为土壤腐蚀、大气腐蚀、海水腐蚀等。由于埋地油气输送管道长期服役于各种类型的土壤介质中，使得土壤腐蚀成为导致管道腐蚀穿孔、威胁油气运输安全运行的主要原因[9]。因此，管线钢的土壤腐蚀问题是腐蚀科学研究领域的一个重要课题，腐蚀研究工作者对管线钢的土壤腐蚀的各个方面做了许多研究，但多在 X80 及以下钢种。

在土壤腐蚀研究过程中，可采用现场埋片法和实验室模拟溶液的方式进行研究。前者数据客观真实，但实验周期长、埋设范围窄、且数据分散；后者虽然不能完全反应土壤真实情况，但具有实验周期短，重现性好等优点[10]。梁平、杜翠微等[11]的研究表明，模拟溶液能较好的反映土壤的腐蚀特性，并具有加速性。

介质的温度、pH 值、油气中的 Cl^-浓度、CO_2 含量、H_2O 含量和土壤中的微生物等都会对管线钢的腐蚀行为产生影响。温度对管线钢的腐蚀过程影响很大。随着温度升高，化学反应速度会增大。但是，温度作为环境变量只是影响腐蚀反应的速率，即反应的量，但是对腐蚀反应质的影响较小[12]。本文仅从微生物、CO_2 两个方面对环境因素对管线钢的腐蚀影响略加阐述。

2.1.1 微生物

微生物腐蚀是指微生物的生命活动直接或间接地促进了腐蚀过程所引起的金属破坏作用。微生物腐蚀在土壤、油田和海水等各个领域的设备中都有发现，在工业中每年由微生物腐蚀而造成的经济损失为 300 亿～500 亿美元[13]。在石油工业中，大多数的管道外表面剥离涂层下都存在着微生物腐蚀，大量学者的研究表明，厌氧型硫酸盐还原菌（SRB）是对腐蚀影响最大的一种细菌。到目前为止，虽然关于 SRB 腐蚀的研究很多，但是一些特殊环境和新出现的环境中 SRB 腐蚀并未得到深入研究。

杨东平等[13-14]针对 SRB 对 X100 土壤腐蚀影响的研究表明，X100 管线钢在无菌与含 SRB 模拟溶液中的腐蚀程度均属为中度，腐蚀速率主要与腐蚀产物膜的均匀性与致密性有关。无菌环境下，试样表面的腐蚀产物膜疏松多孔，不致密、不均匀，对试样的保护性较差，腐蚀产物主要为 Fe 的氧化物。含 SRB 环境下，试样表面形成的结合膜致密均匀，致密的产物膜对传质有一定的阻碍作用，但是 SRB 的代谢产物改变

了试样基体表面的微环境，以致试样表面产生明显的裂纹，腐蚀产物主要为 Fe 的氧化物和硫化物。SRB 的存在加剧了 X100 管线钢在库尔勒和鹰潭土壤中的腐蚀。表 1 为 X100 管线钢在库尔勒模拟溶液中浸泡不同时间后的极化曲线拟合结果，在 17-35d 过程中，由于微生物膜与腐蚀产物结合形成的复合膜在短时间内会发挥急剧抑制腐蚀的作用，导致管线钢的自腐蚀电位升高。在无菌溶液中腐蚀倾向随时间延长先增大后减小，有菌时腐蚀倾向一直增大。

表 1　X100 管线钢在库尔勒模拟溶液中浸泡不同时间后的极化曲线拟合结果

Table.1 Fitted results of polarization curves of X100 pipeline steel soaked for different time in simulated Ku'erle soil solution

Time d	sterile		SRB	
	i_{corr} μA•cm^{-2}	E_{corr} mV	i_{corr} μA•cm^{-2}	E_{corr} mV
5	8.043	-746.452	12.730	-787.750
17	2.459	-720.723	11.309	-727.168
35	11.420	-722.395	5.228	-791.825
60	20.630	-763.557	21.740	-760.002

梅鹏等[15]和祝烺贤等[16]的研究表明，初期由于 SRB 的存在降低了管线钢的自腐蚀电位，管线钢腐蚀敏感性增加了，促进了管线钢的腐蚀；随后 SRB 的生理活动进一步改变了溶液中和管线钢表面的化学和电化学状态，抑制了管线钢腐蚀。SRB 的生理活动升高了腐蚀体系的 pH 值，改变了管线钢表面腐蚀产物膜的结构，结合层出现韦伯扩散，腐蚀产物的扩散受到阻碍[15]。SRB 的生理活动会影响管线钢表面腐蚀产物的电容和电阻特性，进而对管线钢腐蚀过程起促进作用，这种促进作用在实验的后期 SRB 代谢产物富集时达到最大值[16]。

2.1.2 CO_2 浓度

随着油气输送工程的普遍实施与应用，管线钢的 CO_2 腐蚀问题严重地暴露出来，在给油气田开发带来巨大的经济损失的同时，还造成了一定的环境污染[17]。石油天然气的钻采过程中 CO_2 是伴生气，回注 CO_2 强化采油工艺的使用致使油套管和集输设施遭受 CO_2 的腐蚀破坏，导致了大量的井下和地面事故，产生十分巨大的经济损失[17]。我国油田中，西部的塔里木、四川、长庆等的 CO_2 腐蚀问题都很突出[18]。CO_2 对管线钢腐蚀影响的研究多集中在 X80 及以下钢种，研究覆盖面广，除了对腐蚀规律的研究，还有对腐蚀机理方面的研究。

CO_2 水溶液是低电离度的弱酸，其氢离子可不断迁移到金属表面，满足阴极反应所需的氢离子消耗。因此，在相同 pH 值下，CO_2 水溶液比完全电离的强酸腐蚀性更强[19]。CO_2 分压是 CO_2 腐蚀的重要的影响因素之一，它通过对溶液的 pH 值以及溶解的 CO_2 系列化合物的浓度产生直接影响，从而影响腐蚀的速率[19]。

文献[19]研究表明，随着 CO_2 分压的升高，X80 管线钢的腐蚀速率呈先升高后下降的趋势，在 CO_2 分压为 1.5MPa 时达到最大值。其研究还表明，当 CO_2 分压为 0 和 0.5MPa 时，管线钢发生均匀腐蚀，当分压升高为 1.5 和 2MPa 时，管线钢发生了局部腐蚀。CO_2 分压为 0MPa 时，腐蚀产物为非晶态物质；其它各分压下，腐蚀产物均以 $FeCO_3$ 为主。$FeCO_3$ 腐蚀产物膜有减小 CO_2 腐蚀速率的作用[20]。随着 CO_2 分压的增加，腐蚀产物与基体结合的紧密度越来越高，腐蚀产物膜的厚度呈先升高后降低的趋势，这种趋势与腐蚀速率的变化趋势相对应[19]。

魏爱军等[17、18]对 CO_2 腐蚀电化学行为和阳极与阴极的反应机理研究表明，温度对 CO_2 腐蚀阴极反应机理有影响，阳极反应机理在 30-80℃范围内没有发生变化，而在 60℃时，阴极反应机理已经发生改变，以 H_2CO_3 的还原为主。在阳极极化条件下，X80 钢 CO_2 腐蚀的电化学阻抗谱（EIS）曲线具有三个时间常数，其中试样表面活化溶解会影响低频感抗弧，试样表面腐蚀产物膜的生成会影响低频容抗弧。随着温度升高，EIS 曲线低频区感抗弧逐渐缩小，容抗弧逐渐扩大[17]。反应中间产物吸附与腐蚀产物膜覆盖之间的竞争导致交流阻抗谱随着腐蚀时间的变化产生变化，影响着管线钢的 CO_2 腐蚀行为；腐蚀产物膜对管线钢基体具有一定的保护作用[17]。

2.2.1 流速

介质流速在腐蚀过程中所起的作用也不可忽视。介质的流动一方面促进腐蚀反应过程中的物质交换，另一方面又阻碍腐蚀产物膜的形成，影响缓蚀剂的稳定性，增加了腐蚀的复杂性。并且在较高流速下，湍流可能会引发空蚀[21]。流体中管线钢的腐蚀除了取决于流速和流型等流体参数之外，还与材料、环境存在相互作用[22]。

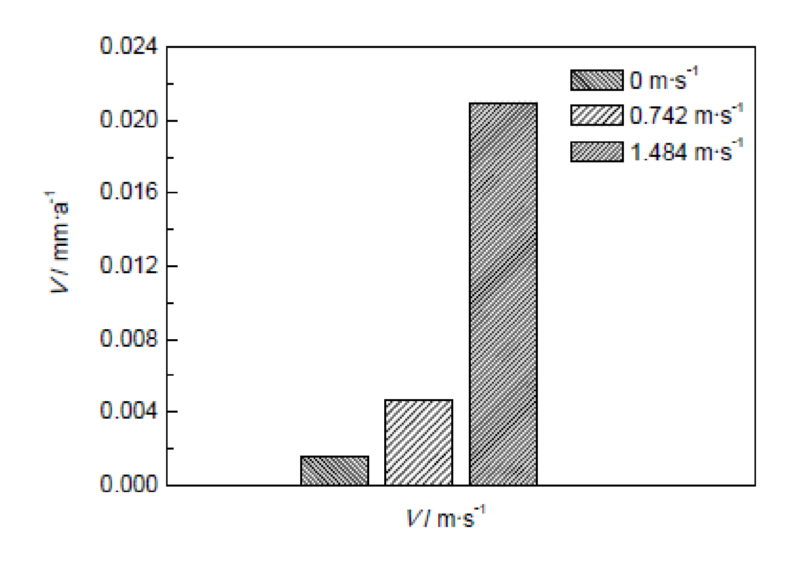


图 1 X60 管线钢腐蚀失重与流速的关系

Fig.1 Relationship between corrosion weight loss and flow rate of X60 pipeline steel

方晓君等[12]的研究表明，动态原油比静态原油更具腐蚀性，动态时的腐蚀速率较静态时高出一个数量级，静态时腐蚀速率为 0.002mm/a，当流速为 1.484m/s 时腐蚀速率达到 0.02mm/a，如图 1 所示。

介质的流动导致了腐蚀速率的增大，但流速与腐蚀速率之间的关系并非线性的。随着流速的增加，腐蚀形态呈现均匀腐蚀-局部腐蚀-均匀腐蚀变化的特点，腐蚀产物膜的表面和截面形貌也随着流速的变化而发生变化。随着流速的增大，腐蚀产物膜的厚度减小，当流速达到了一定值后，基本就观察不到腐蚀产物膜了[21]。

在流动状态下的 CO_2 腐蚀介质中，腐蚀产物膜的成分主要为腐蚀产物 $FeCO_3$ 和未腐蚀而残留下来的 Fe_3C。流速的降低时，Fe_3C 和 $FeCO_3$ 的数量会增加。随着流速增大，H_2CO_3 和 H^+等去极化剂的扩散速率加快，使阴极的去极化增强，消除了扩散控制；与此同时流速增大使得腐蚀产生的 Fe^{2+}迅速离开被腐蚀金属的表面，因而加快腐蚀速率。流速的增大会导致材料表面产生的切向作用力增大，从而阻碍表面保护膜的形成或破坏已形成的保护膜[21]。

文献[21]-[23]表示，常规咪唑啉衍生物缓蚀剂、CP 50 缓蚀剂和有机胺缓蚀剂在高流速下均对于腐蚀控制失去效果。其中 CP 50 使用的临界流速为 8m/s，在该流速及以下时，CP 50 对管线钢的均匀腐蚀和点蚀能够起很好地抑制作用。当流速大于 7m/s 时，有机胺的缓蚀效率会明显降低。

高速流体的剪切作用会降低缓蚀剂在管道表面的吸附性能，并且流速较高时，试样表面的腐蚀产物膜疏松多孔，容易产生点蚀，缓蚀剂的缓蚀效果显著下降，因此控制流体的流速对腐蚀防护非常重要[22]。

流速对腐蚀的影响主要有流场诱导电化学腐蚀、流场诱导空泡腐蚀和流场诱导冲刷腐蚀这三种方式。

在流速对腐蚀影响的研究中，采用 CFD 软件进行数值模拟，对流态进行数值仿真模拟计算，可以减少实验和设计工作的盲目性和工作量，减少消耗并增加可靠度。范志刚等[24]借助 CFD 软件，重点对管道接头区域的流场变化导致的腐蚀规律进行计算模拟。模拟结果表明，在接头处的流场发生了突变，存在较明显的涡流现象，从而加速了管道接头部位的破坏；同时接头附近压力波动也较大，对管道产生强烈的冲击，这会导致油气输送管道表面出现微蚀坑或微裂纹。流场对腐蚀的影响伴随着化学腐蚀过程。在流场和压力

突变的区域，CO_2、H_2S 等腐蚀性组分会加速析出，从而加剧管壁的电化学腐蚀。

2.2.2 压力

具备可实施性的情况下，钢级越高，经济性是越好的。在大输送量情况下，高钢级、大口径的方案优势明显；压力越高，应用高强钢的经济效益越好[25]。然而通常情况下随着压力增大，腐蚀速率也会相应的增加，有研究表明压力对液体环境的腐蚀影响相对较小，如图 2 所示，对气相介质的腐蚀影响更大[12]。

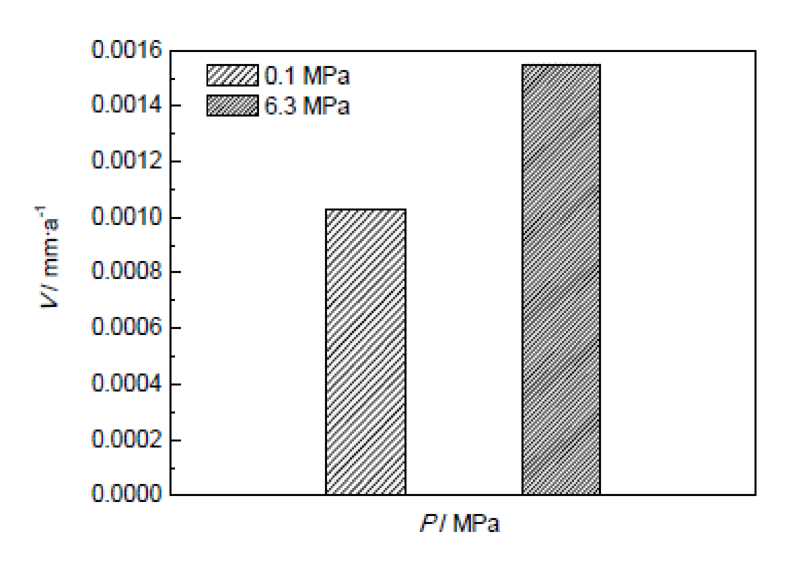


图 2 X60 管线钢在原油中腐蚀失重与压力的关系

Fig.2 Relationship between corrosion weight loss and pressure of X60 pipeline steel in crude oil

郭磊等[26]针对高钢级管线钢自止裂性能的问题，利用有限元 ABAQUS 软件建立裂纹扩展分析模型，对管道内壁已有的初始裂纹进行分析，模拟裂纹从内壁生长到外壁，再沿管道的轴向扩展的整个管道的过程，比较了裂纹在 X80 与 X100 管线钢中的扩展情况。其研究结果表明，X100 管线钢上的裂纹在气体压力的作用下迅速扩展，泄漏导致的压力降低虽然可以降低裂纹扩展速度，但裂纹仍然扩展得较快，需要施加外部作用才能彻底止裂。当管道上裂纹没有开始扩展时，相比 X80 而言，X100 能够较好地抵制裂纹的产生；当裂纹已经发生扩展时，X80 比 X100 有较好的抵制裂纹扩展的能力。

钢级提高后，X100 管线钢的抗拉强度比 X80 管线钢更高，但 X100 管线钢的屈强比也高于 X80 管线钢，因此其韧性有所降低。管道在长期使用中往往会出现细小的裂纹，如果压力过大导致裂纹扩展，管道断裂会给管道安全带来极大的隐患[27]，因此高压环境下管线钢的应力腐蚀比较受关注。

2.3 焊缝区

管道的铺设主要依靠焊接工艺来完成，在焊接过程中管线钢经历着一系列复杂的变化，从而造成焊缝区和热影响区的化学成分和力学性能不均质性、出现淬硬组织以及焊接接头区域的电化学腐蚀特性的不同等问题，这些缺陷使得管线钢容易在焊缝区域处发生腐蚀，进而导致穿孔、开裂、泄露等问题，这会造成重大经济损失[8]。因此焊接接头处的腐蚀是影响油气输送管道系统可靠性及其使用寿命的关键因素，对管线钢及焊接接头耐蚀性的研究始终伴随着管线钢的研究与发展[28]。

由于显微组织上的差异，管线钢母材的耐蚀性一般高于焊缝。Faysal 等[29]的研究表明 X100 管线钢母材的显微组织主要为铁素体、贝氏体，焊缝的显微组织由等轴铁素体、一些分散的珠光体和贝氏体铁素体组成。唐君等[28]的研究表明，X80 管线钢母材的显微组织主要为针状铁素体，组织较为均匀、细小，位向大致呈带状分布。焊缝的显微组织由先共析铁素体、针状铁素体和珠光体组成，焊缝的晶粒大小不均匀，整体上比母材组织粗大(图 3)。在酸性模拟液中，X80 管线钢的母材和焊缝的极化曲线只有活性溶解区，无活化—钝化区。X80 管线钢焊缝的自腐蚀电位低于母材，腐蚀电流密度大于母材，电荷转移电阻小于母材，这些参数表明 X80 管线钢焊缝组织发生腐蚀的倾向更大。

谢飞等[27]的研究表明，随着溶解氧含量的降低，X80 管线钢及其焊缝的腐蚀电流密度均明显减小，腐

蚀产物膜的致密性逐渐提高，试样的腐蚀速率显著下降。相同溶解氧含量下，X80 钢焊缝处的腐蚀程度明显高于母材。

管线钢在土壤中会发生均匀腐蚀和局部腐蚀，而局部腐蚀中以点腐蚀的危害性较大，因为一些点蚀坑往往是应力腐蚀裂纹源的起点。由于焊接接头处存在较大的残余应力并且组织性能不均匀[30]，发生破坏的可能性较大。

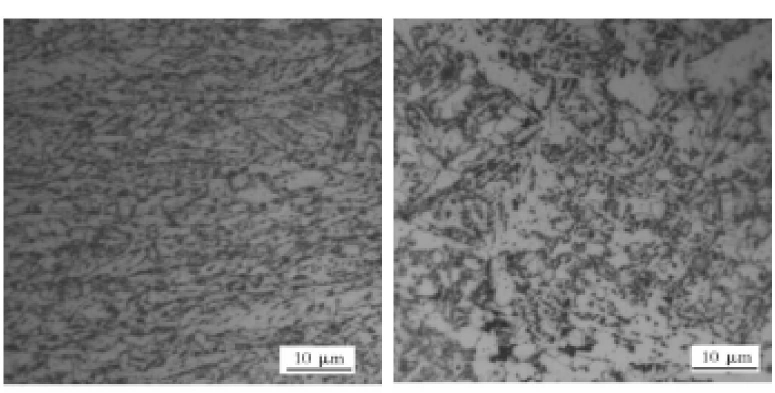


图 3 X80 管线钢母材及焊缝的显微组织

Fig.3 Microstructure of the parent metal and the weld of X80 pipeline steel

(a) base metal (b) welds

周贤良等[30]研究表明，X80 管线钢在选用 H08MnMoA 焊丝和 SJ101 焊剂后按一定的焊接工艺进行埋弧焊后，在 0.5mol/L$NaHCO_3$+0.02mol/L NaCl 溶液中进行了腐蚀实验研究。由于显微组织上的差异，X80 管线钢母材的耐点蚀性能最好；焊缝在短时间内的耐点蚀性能基本与母材处于同一水平，但长时间浸泡后的耐点蚀性能却比母材要差；热影响区的耐点蚀性能最差，且与母材和焊缝相差较大。

3 防腐技术

3.1 内防腐技术

目前，管道内防腐技术是有效控制管道腐蚀损失的重要方法。油气管道内腐蚀的防护技术主要有：选择耐蚀金属基材或非金属基材、添加缓蚀剂、使用涂层防腐和衬里防腐[8]。

（1）选择耐蚀性基材 选择耐蚀性基材是从本质上提高管道的防腐性能。现在常用的耐蚀性金属基材包括不锈钢、耐蚀合金、有色金属及其合金。常用的耐蚀性非金属基材包括：玻璃钢、塑料、橡胶和陶瓷等。塑料管材不仅耐腐蚀，而且制造工艺简单，利于环保。

（2）缓蚀剂 通过向腐蚀介质中添加少量缓蚀剂，在管线内壁上形成钝化膜、吸附膜、沉淀膜等各类保护膜，从而起到防止或减缓腐蚀的作用。缓蚀剂的特点是：使用过程中的用量极少，而且不改变环境因素；不需要额外增加设备，操作简单方便，而且同一配方可以运用在不同的环境中。因此缓蚀剂在油气工业中应用极为广泛。目前，国内外油气输送管道内防腐采用的缓蚀剂的主要缓蚀成分是有机物，如链状有机胺及其衍生物、咪唑啉及其盐、季铵盐类、炔醇类等。

（3）内涂层 管道的内涂层是解决集输系统和注水系统管道内腐蚀问题的一种非常有效的措施。管道做涂层后不仅可降低表面粗糙度，使得输送气体时水力摩阻系数减小，因此减小管径，从而降低管道的材料费用和施工费用。常用的技术方法有环氧粉末涂敷技术、液体环氧涂料技术和其它涂料涂敷技术等。

（4）衬里 常用的衬里技术有水泥砂浆衬里、塑料衬里、橡胶衬里和玻璃钢衬里等。

由于石油管道内腐蚀因素复杂，腐蚀破坏形式多，包括全面腐蚀、孔蚀、应力腐蚀、氢腐蚀、冲刷腐蚀等。在选择耐蚀基材时，耐蚀性金属基材常用的是合金钢，但合金钢的成本比较高，而且生产难度大；耐蚀性非金属基材常用的是塑胶材料，强度不高，易变形。内涂镀层需要针对介质腐蚀特征，利用先进材料和技术，在较低成本下开发专门的产品，才能保证经济性。添加缓蚀剂虽然操作简单，而且不增加设备投

资，但是缓蚀剂加入油气管道中是一个动态的过程，随着油气的流动，缓蚀剂的浓度会降低，就达不到防腐的效果了。内衬技术存在施工难、成本高；部分老化无法修补，重新施工难处理；与复合材料粘接易脱落等问题。因此管道内防腐的发展趋势是将各种技术综合起来，以低成本高效率的方式来减缓管道的腐蚀。

3.2 外防腐技术

油气管道外腐蚀的防护技术主要有：阴极保护和外防护涂层[31]。

（1）外防腐涂层 外防腐涂层是油气输送管道的第一道防线，通过防腐涂层可以将管道与介质和土壤进行隔离，避免管道与土壤和空气发生直接接触。不同的涂层不同程度地防止油气输送管道在运行过程中遭受腐蚀。外防腐涂层需要具有以下特点：①物理机械性能必须优异，可以合理抵消油气输送管道在土壤中所发生的蠕动情况，无论是自然环境下的热胀冷缩，还是管道在土壤中的移动，管道上的外部腐涂层都不会出现剥离 ②防腐涂层需具有较好的耐腐蚀性，可以承受大气、酸、碱等物质的腐蚀 ③具有较强的附着能力。国外的发展趋势是采用硬质、薄层、高性能的高分子聚合涂层及其复合结构[32]。

（2）阴极保护 外加电流和牺牲阳极保护是阴极保护中的两种类型。外加电流，就是在管道中加设电流，从而避免管道遭受腐蚀，该保护方法的特点是可以对需要保护管道的距离的长度进行控制，确保距离较长。牺牲阳极保护虽然不能控制保护长度，但是不必在管道中外加电流，因此实施起来比较简单，牺牲阳极保护也可以作为外加电流保护的一种补充形式。需要注意的是，在采用阴极保护时，要对方案的性价比进行重点考虑，在保证保护质量的基础下，尽量选择较低成本的保护方案，提高经济性。

除此之外，改善油气输送管道周围的环境，对防止管线钢遭受腐蚀有着重要作用。例如，降低腐蚀介质浓度，控制油气输送管道所处环境的湿度、温度、去除介质中的氧等操作，都可以起到很好的防腐效果，也可以在腐蚀介质中增添可以降低腐蚀速率的物质，降低管线钢的腐蚀速率。为了准确地评价埋地管道防腐层的保护效果，确保管道安全而平稳地运行，需要对管道的防腐参数进行检测和评估[33]，目前有许多在线检测技术正在不断成熟。

4 总结与展望

由于油气输送管道内影响腐蚀的因素复杂，腐蚀破坏形式较多，腐蚀相关理论还不够完善，因而没有一种适用于各种情况的防腐技术，管道防腐的发展趋势是将各种技术综合起来，以低成本高效率的方式来减缓管道的腐蚀。

目前，X100/X120 钢尚未在国内正式投入使用，因此国内关于 X100/X120 钢的研究主要集中在生产工艺、微观组织力学性能和焊接性能方面[40]，对其耐腐蚀性能的研究较少，由于腐蚀环境的不同，国外关于 X100/X120 钢腐蚀性能的研究结果又无法直接作为其在我国土壤环境中使用的依据，对 X100 和 X120 的腐蚀研究作为超前技术储备应该受到重视。

根据文献统计，对于高强管线钢在各种土壤介质中的腐蚀规律研究较多。由于受很多因素制约，对于部分对腐蚀影响较大的因素，如 CO_2 浓度、焊缝区对腐蚀，国内大多仅对现在使用的钢种有研究，对于 X100/X120 的研究普遍比较少。使用高压、大管径、高钢级管线钢是油气输送管道发展的必然趋势，建议对 X100/X120 在各种可能使用的环境下的腐蚀规律和腐蚀机理，以及各种因素对腐蚀影响的关联性等进行系统的研究，以确定更加经济合理的腐蚀防护措施。

另外，不同的防腐措施具有不同的特点，它们各自适应不同的土壤条件、施工环境、运行条件，需要根据不同工程项目，结合具体情况综合考虑。

参考文献

[1]Gao Peng, Wang Peihong, Wang Haiying, et al. Progress in China's oil and gas pipeline construction in 2014[J]. Int. Petro. Economy, 2015, 23 (3): 68

(高鹏,王培鸿,王海英等.2014 年中国油气管道建设新进展[J].国际石油经济,2015, 23(3):68)

[2]Zeng M, Jiang H T, Hu S P, et al. Microstructure and properties of high grade X100 pipeline steel [J]. J. Mater. Sci. Eng., 2011, 29(3): 386

（曾明,江海涛,胡水平,等.高钢级 X100 管线钢的组织与性能[J].材料科学与工程学报,2011, 29(3):386）

[3]Zhang X L, Feng Y R, Wang L L Microstructure and properties of X100 pipeline steel [J]. J. Zhongyuan Univ. Technol., 2011, 22 (3): 9

(张小立, 冯耀荣, 王亮亮. X100 管线钢的组织与性能[J]. 中原工学院学报, 2011, 22(3):9)

[4]Jia Y Z, Wang J Q, Han E-H,et al. stress corrsion cracking behavior of X100 pipeline steel in NS4 solution under constant loads test [J]. Chin.J.Corros.Prot., 2011, 31(3):184

(郏义征,王俭秋,韩恩厚,等.X100 管线钢在恒载荷作用下的应力腐蚀开裂[J].中国腐蚀与防护学报,2011, 31(3):184)

[5]Li J H, Yang L, Zhang M. Research status and development prospect of pipeline steel X120[J]. Mater. Heat Treatment, 2012, 41(22): 99

(李继红,杨亮,张敏.X120 管线钢的研究现状与发展前景[J].材料热处理技术,2012,41(22):99)

[6]Fairchild D P, Sisak W J, Petersen C W, et al. Research on grade X120 Steel Pipes for Long Distance Gas Transmission Pipeline [J]. Welded pipe and tube, 2006, 29(3):30.

[7]Li Chao, Du Cuiwei, Liu Zhiyong, et al. Stress corrosion behavior of X100 pipeline steel in simulated solution of acid soil [J]. Corros. Sci. Prot. Technol., 2012, 24(4):327

(李超,杜翠薇,刘智勇等.X100 管线钢在酸性土壤模拟溶液中的应力腐蚀行为[J].腐蚀科学与防护技术,2012, 24(4):327)

[8]Zhao S, Lan W. Present Status and Research Progress of Anti-corrosion Technology in Pipeline [J]. Surf.Technol., 2015, 44 (11): 112

(赵帅,兰伟.管道内防腐技术现状与研究进展[J].表面技术,2015, 44(11):112)

[9]Zhang W W, Wang H T, Zhang J M, et al. Thermal simulation research on microstructure transformation in the manufacturing process of X100 pipeline steel [J]. Welded Pipe Tube, 2015, 38(2): 11

(张伟卫,王海涛,张继明,等.X100 管线钢加工过程中组织变化的热模拟研究[J].焊管,2015, 38(2):11)

[10]Cheng J T, Liu J, Huang F, et al. Uniform corrosion behavior of the X120 pipeline steel in acid soil simulated solution [J]. World Steel, 2011, 11(3):55

(程吉浩,刘静,黄峰等.X120 管线钢在酸性土壤模拟溶液中的均匀腐蚀行为[J].世界钢铁,2011, 11(3):55)

[11]Liang P, Du C W, Li X G. Simulating and accelerating properities of Ku"erle soil simulated solution [J]. J. Chin. Soc. Corros. Prot., 2011, 31(2): 97

(梁平, 杜翠薇, 李晓刚. 库尔勒土壤模拟溶液的模拟性和加速性研究[J].中国腐蚀与防护学报,2011, 31(2):97)

[12]Fang X J, Peng W H, Li J D, et al. Influence of Temperature, Folw Velocity and Pressure on corrosion of crude oil [J]. Corros.Sci.Prot.Technol., 2014, 26(5): 431

(方晓君, 彭伟华, 李建东等. 温度、流速及压力对原油腐蚀性的影响[J].腐蚀科学与防护技术,2014, 26(5):431)

[13]Sun FY, Zhao G X, Yang D P, et al. microbiological corrosion characteriatics of X100 pipeline steel in simulated Ku'erle soil simulation [J]. Herald, 2014, 28 (24): 47

(孙福洋,赵国仙,杨东平.X100 管线钢在库尔勒土壤模拟溶液中的微生物腐蚀特征[J].材料导报,2014, 28(24):47)

[14]Xu C M, Yang D P, Zhang L Z, et al. Effect of SRB on corrosion behavior of X100 steel in simulated solution of Yingtan soil[J]. J.Materi.Eng., 2015, 43(6): 71

(胥聪敏,杨东平,张灵芝等.SRB 对 X100 钢在鹰潭土壤模拟溶液中腐蚀行为的影响[J].材料工程,2015, 43(6):71)

[15]Mei P, Liu T, Wu T Q, et al. Characteristics of Microbiologically Induced Corrosion of X100 PipelineSteel in Red Soil Extract Solution [J]. Corros. Res., 2013, 27(6): 23

(梅鹏,刘涛,吴堂清等.红壤浸出液中 X100 管线钢微生物腐蚀特征[J].腐蚀研究,2013, 27(6):23)

[16]Zhu L X, Gong Z, Wu T Q, et al. Effects of sulfate-reducing bacteria on corrosion behavior of X100 pipeline steel in red soil[J]. Corros. Res., 2015, 29(9):64

(祝焜贤,龚喆,吴堂清等.硫酸盐还原菌对红壤中 X100 管线钢腐蚀行为的影响[J].腐蚀研究,2015,29(9):64)

[17]Wei A J, Huo F Y, Jiang H Y. Electrochemical corrosion behavior and mechanism of X80 steel in the aqueous solution of carbon dioxide[J]. Corros. Prot., 2011, 32(12): 933

(魏爱军,霍富永,蒋华义.X80 钢的 CO_2 腐蚀电化学行为与机理研究[J].腐蚀与防护,2011, 32(12):933)

[18]Wei A J, Zhao Q, Huo F Y, et al. electrochemical characteristics of CO2 induced corrosion of X80 at different temperatures [J]. Corros. Prot., 2012, 33(4):281

(魏爱军,赵茜,霍富永等.不同温度下 X80 钢的 CO_2 腐蚀电化学特性[J].腐蚀与防护,2012,33(4):281)

[19]Liu X W, Cai Q W, Wu H B, et al. Effects of CO_2 partial pressure on corrosion resistance of X80 pipeline steel [J]. Corros. Prot., 2012, 33(6):502

(刘晓玮,蔡庆伍,武会宾等.CO_2 分压对 X80 管线钢腐蚀性能的影响[J].腐蚀与防护,2012, 33(6):502)

[20]Eaprael S Y, Khalid R A K, Anees A K, Effect of CO_2 corrosion behavior of mild steel in oilfield produced water[J]. Journal of Loss Prevention in the Process Industries,2015, 38(9):24

[21]Wu H,Huang LM, Gu T. Effects of medium flow rate on the corrosion performance of X60 pipeline steel under high CO2 pressure [J]. Corros.Prot., 2012 33(12):1095

(吴华,黄黎明,谷坛.介质流速对 X60 管线钢高压 CO_2 腐蚀行为的影响[J].腐蚀与防护,2012, 33(12):1095)

[22]Rong M, Ren C Q, Li G, et al. Effect of flow velocity on functions of corrosion inhibitor in oil and gas pipelines [J].Nat.Gas Oil, 2015, 33(1):77

(荣明, 任呈强, 李刚等. 流速对管线中缓蚀剂作用效果的影响[J].天然气与石油,2015, 33(1):77)

[23]Hu J Y, Chen L J, Sun Z Y. Study of Flow Rate on Corrosion Inhibitor Film Forming Efficiency [J]. Oil Gas Field Surf. Eng., 2016, 35(5):22

(扈俊颖, 陈龙俊, 孙志勇. 流速对缓蚀剂成膜效率的影响[J].油气田地面工程,2016, 35(5):22)

[24]Fan Z G, Li C N, Wang Y et al. Influence of flow rate on gas pipeline corrosion[J]. Drill. Prod.Technol., 2010, 33 (2): 88

(范志刚,李翠楠,王燕等.流速对天然气输气管道腐蚀的影响规律研究[J].钻采工艺,2010, 33(2):88)

[25]Wang G L, Guan W, Han J K, et al. Application Research on XI00 and X90 Steel in the high pressure gas pipeline[J]. Petro.Plan.Eng., 2015, 26(2):1

(王国丽,管伟,韩景宽等.X100、X90 管线钢管在高压输气管道中应用的方案研究[J].石油规划设计,2015, 26(2):1)

[26]Guo L, Jiang S, Peng C F, et al. A simulation analysis of crack growth for X80 and X100 pipeline steels[J]. Oil Gas Storage Transport., 2014, 33(10):1066

(郭磊,姜珊,彭常飞等.X80 与 X100 级管线钢裂纹扩展模拟分析[J].油气储运,2014, 33(10):1066)

[27]Xie F, Wang D, Wu M, et al. Influence of dissolved oxygen content on corrosion behavior of X80 steel and its welded joint in Ku 'erle soil simulated solution [J]. J. Mater. Prot., 2014, 47(9):56

(谢飞,王丹,吴明,等.库尔勒土壤中溶解氧含量对 X80 钢及其焊缝腐蚀行为的影响[J].材料保护,2014, 47(9):56)

[28]Tang J, Liu F. Electrochemical corrosion of welded X80 pipeline steel in acid soil solution [J]. J. Liaoning Shihua Univ., 2011, 31(4): 60

(唐君,刘峰.X80 钢焊接接头在酸性模拟液中的电化学腐蚀[J].辽宁石油化工大学学报,2011, 31(4):60)

[29]Eliyan F F, Alfantazi A. Corrosion of the Heat-Affected Zones (HAZs) of API-X100 pipeline steel in dilute bicarbonate solutions at 90 °C –An electrochemical evaluation[J].Corros.Sci.,2013, 74(5):297

[30]Zhou X L, Li H R, Hua X Z , et al. Microstructures and corrosion properties of submerged arc welded joint for X80 pipeline steel[J]. Trans. China Welding Unst.,2011, 32(1): 37

(周贤良,李晖榕,华小珍等.X80 管线钢埋弧焊焊接接头的组织和腐蚀性能[J].焊接学报,2011, 32(1):37)

[31]Zhu H P.The Corrosion factors and corrosion protection measures of natural gas pipeline [J]. Total Corros. Contr., 2016, 30(4):51

(朱慧萍.天然气管道的腐蚀因素以及防腐措施[J].全面腐蚀控制,2016, 30(4):51)

[32]Yang H, Liu Y L. Applications of corrosion prevention techniques on pipeline of oil and natural gas in china in recent years [J].Chem. Eng., 2008, 22(2):28

(杨赫,刘彦礼.近年我国油气管道防腐技术的应用[J].化学工程师,2008, 22(2):28)

[33]Wu Z Y, Wang Y. Remote evaluation of protective effect of buried pipeline coating[J]. Liaoning Chem. Ind., 2015, 44(11):1344

(吴志遥,王粤.埋地管道防腐层保护效果的远程评估[J]. 辽宁化工,2015, 44(11):1344)

项目资助：北京石油化工学院优秀学科带头人培育计划项目（BIPT-BPOAL-2015）
作者简介：熊丹，女，1992 年生，硕士生，研究方向为石油石化装备的腐蚀与防护
通讯作者：赵杰，E-mail:xiongdan@bipt.edu.cn